

Intégration optimale des Véhicules Electriques Hybrides Rechargeables dans un réseau Résidentiel

Andrés OVALLE

Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2ELab)
38042 Saint Martin d'Hères, France
andres.ovalle-villamil@g2elab.grenoble-inp.fr

RESUME –Ce papier présente une approche linéaire pour calculer les tensions de chaque nœud sur un réseau résidentiel, basé sur la charge instantanée de chaque maison en présence des voitures électriques hybrides rechargeables (Plug-in Hybrid Electric Vehicles - PHEV). Sur la base de ce fonctionnement, le papier propose une formulation de programmation linéaire détaillée du problème de la charge des PHEVs, et ce, tout en offrant un service de support de tension au réseau. Plusieurs cas d'évaluation sont inclus afin de tester la performance de l'approche à maintenir des tensions dans les limites de sécurité et fournir des séquences optimales de consommation / injection. Un autre cas est inclus afin de prouver la propension des véhicules électriques hybrides rechargeables à résoudre les problèmes de tension existants sur le réseau résidentiel.

ABSTRACT – This paper provides a linear approach to compute the voltages at any node on a residential test grid based on the house instantaneous load and the presence of charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles (PHEV) on the grid (and the corresponding instantaneous consumption or injection). Based on this linear operation, the paper provides a detailed linear programming formulation of the problem of charging the PHEVs while providing a voltage support service to the grid. Multiple evaluation cases are included in order to test the ability of the approach to maintain voltages within safety limits and provide optimal consumption/injection policies. An additional case is included to prove the potential of the PHEVs to solve existing voltage technical issues on a residential grid.

MOTS-CLES – Voiture électrique hybride rechargeable, Chargement Intelligent, Vehicle-to-home, Programmation linéaire, Support de tension.

1. Introduction

Le niveau élevé de la consommation de combustibles fossiles et les problèmes environnementaux causés par des véhicules conventionnels ont impulsé le développement de plusieurs solutions alternatives de véhicule. Parmi ces alternatives, les Véhicules Electriques (VE) (avec les technologies de batteries actuelles) ont été relégués au second plan en raison du manque d'autonomie par rapport aux véhicules conventionnels [1]. Les Véhicules Hybrides (VH) et les PHEVs sont quelques solutions remarquables disponibles dans l'industrie automobile. Les VHs utilisent une capacité de stockage pour réduire la consommation de carburant pendant de fortes accélérations. Par rapport aux VHs, les PHEVs ont une capacité de stockage plus grande qui fournit la capacité de travailler en mode électrique (zéro émissions de CO₂) avec une certaine autonomie. Aussi, le PHEV peut fonctionner dans un mode similaire aux VH [1], [2].

Sans une infrastructure dédiée, les véhicules hybrides rechargeables devraient être chargés dans les maisons, ce qui représente une quantité importante de nouvelle charge pour les réseaux résidentiels [2], [3]. Cette augmentation de la demande d'énergie provoque de multiples problèmes et met en danger la sécurité de fonctionnement du réseau [4]. La disponibilité des chargeurs bidirectionnels représente une solution intéressante pour les problèmes techniques liés à l'intégration des véhicules électriques hybrides rechargeables au réseau [3], [4], [5]. De cette façon, les véhicules hybrides rechargeables et les véhicules électriques avec les systèmes de stockage d'énergie améliorés représentent non seulement des charges, mais des sources d'énergie mobiles [6].

Pour obtenir des séquences optimales de consommation / injection de l'énergie et l'intégration des PHEVs au réseau, les stratégies appropriées ont une importance cruciale [2], [3], [4], [5], [6]. Ce papier présente une approche linéaire pour calculer les tensions à n'importe quel nœud d'un réseau résidentiel basé sur la charge instantanée et la présence de PHEVs (et la consommation ou l'injection instantanée correspondante). Sur la base de ce fonctionnement linéaire, le document propose une formulation de programmation linéaire détaillée pour le problème de la charge des PHEVs, tout en offrant un service de support de tension au réseau. L'ensemble des contraintes est établi sur la base de celui proposé par [7], [8]. En outre, plusieurs cas d'évaluation sont inclus pour tester la stratégie.

Le papier est organisé comme suit. La section 2 présente la modélisation ; la section 3 présente l'ensemble des contraintes pour le problème d'optimisation ; la section 4 présente la forme standard pour le problème de programmation linéaire ; enfin la section 5 présente les études de cas et les résultats obtenus. Le papier se termine avec une conclusion.

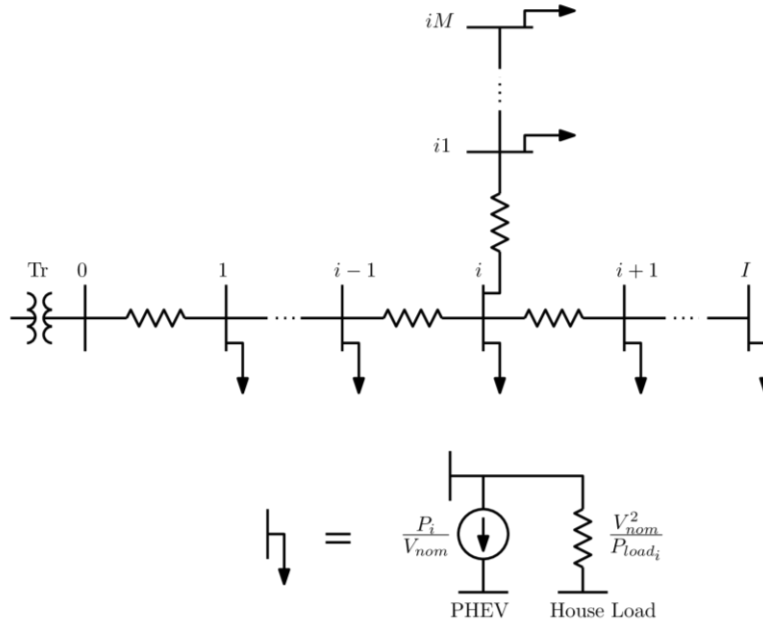


Figure 1 : Modélisation du réseau radial.

2. Modélisation du réseau et de l'état de charge (SOC) de batteries

Le réseau résidentiel est modélisé comme un réseau de topologie radiale avec une ligne d'alimentation et branches commençant à certains nœuds de l'alimentateur comme il est indiqué dans la figure 1. La partie réactive des lignes est négligée parce que c'est un réseau basse tension ($R \gg X$). Chaque nœud du réseau est considéré comme une maison et chaque maison peut avoir un PHEV connecté. La charge est modélisée comme une charge de facteur de puissance unitaire (une résistance), et une source de courant qui représente la batterie du PHEV. La valeur de la charge résistive est approximée par $R \approx V_{nom}^2/P_{load}$ avec la tension nominale du réseau et la demande de puissance active instantanée correspondant. Le courant injecté ou consommé par les batteries est évalué à partir de la consommation/injection de puissance instantanée souhaitée et la tension nominale avec $i_{PHEV} \approx P_{PHEV}/V_{nom}$. Le nœud du transformateur est représenté comme une source de tension dont la valeur peut être fixée à chaque pas de temps. La tension nominale est la tension du transformateur et elle est la référence commune à tous les nœuds. Les problèmes liés à la puissance réactive, aux déséquilibres ou aux harmoniques ne sont pas considérés dans ce travail. Avec ces hypothèses, le réseau est modélisé sous la forme d'un circuit linéaire pour lequel des tensions efficaces de chaque nœud peuvent être calculées à chaque instant à partir de la source de tension (du transformateur) et les sources de courant (les PHEV) à chaque pas de temps par une opération linéaire (une multiplication de matrices).

Le vecteur de tensions $\mathbf{v}_{t_k,n}$ dans un instant donné t_k et à chaque nœud n peut être calculé en fonction de la charge de chaque foyer à cet instant, et de la puissance consommée ou injecté par le PHEV $\mathbf{p}_{t_k,n}$. Les vecteurs de tension et la puissance de véhicules hybrides rechargeables sont organisés comme suit.

$$\begin{aligned} \mathbf{v}_{t_k,n} &= [v_{t_k,1}, v_{t_k,2}, \dots, v_{t_k,N}]^T \\ \mathbf{p}_{t_k,n} &= [p_{t_k,1}, p_{t_k,2}, \dots, p_{t_k,N}]^T \\ \mathbf{v}_{t_k,n} &= \hat{\mathbf{A}}_{t_k} \hat{\mathbf{h}}_{t_k} + \hat{\mathbf{A}}_{t_k} \mathbf{p}_{t_k,n} \end{aligned} \quad (1)$$

L'information des charges à l'instant t_k et à chaque nœud sont résumées dans la matrice $\hat{\mathbf{A}}_{t_k}$. L'expression (1) est utilisée pour calculer le vecteur de tensions $\mathbf{v}_{t_k,n}$. Le premier élément du vecteur $\hat{\mathbf{h}}_{t_k}$ contient la tension au niveau du nœud de transformateur (nœud 0) au moment t_k . Cette expression est une superposition de deux termes. Le premier terme correspond aux niveaux de tension fournis par le nœud du transformateur, et le deuxième terme correspond aux niveaux de tension apportés par les PHEVs.

Afin de calculer les tensions à n'importe quel nœud pour un laps de temps discrétisé, la procédure suivante est proposée.

$$\hat{\mathbf{A}} = \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{A}}_{t_1} & \mathbf{0} & \cdots & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \hat{\mathbf{A}}_{t_2} & & \vdots \\ \vdots & & \ddots & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \cdots & \mathbf{0} & \hat{\mathbf{A}}_{t_f} \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$\mathbf{v}_{t,n}^T = [\mathbf{v}_{t_1,n}^T, \mathbf{v}_{t_2,n}^T, \dots, \mathbf{v}_{t_f,n}^T] \quad (3)$$

$$\mathbf{p}_{t,n}^T = [\mathbf{p}_{t_1,n}^T, \mathbf{p}_{t_2,n}^T, \dots, \mathbf{p}_{t_f,n}^T] \quad (4)$$

$$\mathbf{v}_{t,n} = \hat{\mathbf{A}} \mathbf{h}_t + \hat{\mathbf{A}} \mathbf{p}_{t,n} \quad (5)$$

La matrice diagonale par blocs $\hat{\mathbf{A}}$ peut être construite avec des matrices $\hat{\mathbf{A}}_{t_k}$ correspondantes aux instants $k = \{1, 2, \dots, f\}$ et la charge instantanée correspondante à chaque maison dans cette période de temps. Le vecteur $\mathbf{v}_{t,n}$ de tensions à chaque instant de ce espace de temps et à n'importe quel nœud, est une concaténation des vecteurs $\mathbf{v}_{t_k,n}$ comme c'est montré dans (3). Le vecteur peut être calculé avec (5) sur la base de la concaténation des vecteurs de la consommation/injection de puissance à tout instant et à n'importe quel nœud $\mathbf{p}_{t,n}$ et de la tension sur le transformateur à tout instant. Cette expression est similaire à (1), la seule différence est que (5) calcule la concaténation des vecteurs $\mathbf{v}_{t_k,n}$.

Vecteurs $\mathbf{v}_{t,n}$ et $\mathbf{p}_{t,n}$ contiennent les tensions et les puissances respectivement, organisés en blocs classés par instants, puis par nœuds. Pour des raisons de simplicité de l'approche du problème d'optimisation, la matrice $\hat{\mathbf{A}}$ et les vecteurs $\mathbf{p}_{t,n}$ et \mathbf{h}_t peuvent être réarrangés pour obtenir une organisation de blocs classés premièrement par nœuds, puis par instants, afin d'obtenir un vecteur de tensions organisés de la même manière. Pour les nœuds $i = \{1, 2, \dots, N\}$ et les instants $k = \{1, 2, \dots, f\}$ le vecteur de tension souhaité devrait avoir la structure suivant.

$$\mathbf{v}_{i,t} = [v_{i,t_1}, v_{i,t_2}, \dots, v_{i,t_f}]^T$$

$$\mathbf{v}_{n,t}^T = [\mathbf{v}_{1,t}^T, \mathbf{v}_{2,t}^T, \dots, \mathbf{v}_{N,t}^T]$$

Ce réarrangement fournit la matrice \mathbf{A} et vecteurs $\mathbf{p}_{n,t}$ et \mathbf{h}_t qui peuvent être utilisés pour calculer le vecteur de tension désirée avec l'expression suivante.

$$\mathbf{v}_{n,t} = \mathbf{A} \mathbf{h}_t + \mathbf{A} \mathbf{p}_{n,t} \quad (6)$$

2.1 Etat de Charge

L'état de charge pour un PHEV correspondant au nœud i à tout moment est donné par l'expression suivante.

$$\mathbf{c}_{i,t} = \hat{\mathbf{B}} \mathbf{p}_{i,t}$$

Où la matrice $\hat{\mathbf{B}}$, commune à chaque PHEV, a la structure suivante.

$$\hat{\mathbf{B}} = \begin{bmatrix} \Delta t & 0 & \cdots & 0 \\ \Delta t & \Delta t & & \vdots \\ \vdots & & \ddots & 0 \\ \Delta t & \cdots & \Delta t & \Delta t & 0 \\ \Delta t & \cdots & \Delta t & \Delta t & \Delta t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{B}}_u \\ \hat{\mathbf{b}}_u^T \end{bmatrix}$$

L'état de charge pour chaque PHEV dans le réseau au cours de la période de chargement peut être séparé en deux parties représentant l'état de charge avant l'instant final (calculé avec $\hat{\mathbf{B}}_u$), et l'état final de charge (calculée avec $\hat{\mathbf{b}}_u^T$).

$$\mathbf{B}_u = \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{B}}_u & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \hat{\mathbf{B}}_u \end{bmatrix}, \quad \mathbf{B}_d = \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{b}}_u^T & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \hat{\mathbf{b}}_u^T \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$\begin{cases} \mathbf{c}_{n,\{t_1, t_2, \dots, t_f - \Delta t\}} = \mathbf{B}_u \mathbf{p}_{n,t} \\ \mathbf{c}_{n,\{t_1, t_2, \dots, t_f\}} = \mathbf{B}_d \mathbf{p}_{n,t} \end{cases} \quad (8)$$

La matrice \mathbf{B}_u dans (7) est construit avec des matrices individuelles $\hat{\mathbf{B}}_u$ et est employée pour calculer l'état de charge au cours de la période de chargement jusqu'à l'instant avant la fin de celui-ci pour chaque PHEV dans le réseau. D'autre part, \mathbf{B}_d est construit avec des vecteurs individuels transposés $\hat{\mathbf{b}}_u$ et est utilisé pour calculer l'état de charge final comme dans (8).

3. Contraintes pour la charge des véhicules électriques hybrides rechargeables

L'objectif final de l'approche de charge intelligente est de réduire l'impact sur le réseau causé par la charge des PHEVs. Dans ce cas, l'approche suivie est de fournir un support de tension à chaque nœud du réseau. Dans le problème d'optimisation, cela est imposé comme une contrainte sur les tensions de chaque nœud, même si il n'y a pas de PHEV. Les contraintes pour le soutien de tension se résument comme suit.

$$\begin{cases} \mathbf{A}\mathbf{p}_{n,t} \leq \mathbf{v}_{max} - \mathbf{A}\mathbf{h}_t \\ \mathbf{A}\mathbf{p}_{n,t} \geq \mathbf{v}_{min} - \mathbf{A}\mathbf{h}_t \end{cases}$$

Où \mathbf{v}_{max} et \mathbf{v}_{min} sont des vecteurs qui contiennent les tensions maximales et minimales permises pour chaque nœud du réseau. Par défaut, ces limites sont fixées entre 90%-110% de la tension nominale. Il est important de noter que le terme $\mathbf{A}\mathbf{h}_t$ est indépendant de la consommation ou injection d'énergie des PHEVs.

La puissance injectée/consommée par les véhicules hybrides rechargeables est contrainte par :

$$\begin{cases} \mathbf{p}_{n,t} \leq \mathbf{p}_{max} \\ \mathbf{p}_{n,t} \geq -\mathbf{p}_{max} \end{cases}$$

Les chargeurs sont supposés réversibles. La puissance injectée ou consommée par les PHEVs est limitée à la puissance d'entrée/sortie maximale qui dépend du type de chargeur. Afin d'améliorer l'espérance de vie des batteries, l'état de charge est également limité par :

$$\begin{cases} \mathbf{B}_u \mathbf{p}_{n,t} \leq \mathbf{c}_{max_u} - \mathbf{c}_{ini_u} \\ \mathbf{B}_u \mathbf{p}_{n,t} \geq -\mathbf{c}_{ini_u} \\ \mathbf{B}_d \mathbf{p}_{n,t} = \mathbf{c}_{max_d} - \mathbf{c}_{ini_d} \end{cases}$$

Où, les limites sont établies entre zéro et une valeur \mathbf{c}_{max} . Ici, les deux premières contraintes limitent l'état de charge aux limites établies, pendant la période de chargement. La troisième contrainte garantit que l'état de charge sera maximal à la fin de la période de chargement. Les sous-indices u et d sont placés pour indiquer les dimensions. Les états de charge initiaux sont inclus dans le vecteur \mathbf{c}_{ini} .

4. Approche de programmation linéaire

L'objectif est de minimiser le coût de l'énergie consommée pour recharger les PHEVs, tandis que les contraintes de support de tension, de puissances d'entrée/sortie, et de l'état de charge sont atteintes. Ce qui suit est le problème posé sous forme standard, où les puissances consommées ou injectées par les PHEVs sont représentées dans le vecteur $\mathbf{p}_{n,t} = \mathbf{r}_{n,t} - \mathbf{s}_{n,t}$.

$$\text{minimiser} \quad \Delta t [\mathbf{k}^T \quad -\mathbf{k}^T \quad \mathbf{0}] \begin{bmatrix} \mathbf{r}_{n,t} \\ \mathbf{s}_{n,t} \\ \mathbf{y} \end{bmatrix}$$

sujet à

$$\begin{bmatrix} +\mathbf{A}_{ev} & -\mathbf{A}_{ev} & \\ -\mathbf{A}_{ev} & +\mathbf{A}_{ev} & \\ +\mathbf{I}_{ev} & -\mathbf{I}_{ev} & \\ -\mathbf{I}_{ev} & +\mathbf{I}_{ev} & \\ +\mathbf{B}_{u_{ev}} & -\mathbf{B}_{u_{ev}} & \\ -\mathbf{B}_{u_{ev}} & +\mathbf{B}_{u_{ev}} & \\ +\mathbf{B}_{d_{ev}} & -\mathbf{B}_{d_{ev}} & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{r}_{n,t} \\ \mathbf{s}_{n,t} \\ \mathbf{y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{v}_{max} - \mathbf{A}\mathbf{h}_t \\ -\mathbf{v}_{min} + \mathbf{A}\mathbf{h}_t \\ \mathbf{p}_{max_{ev}} \\ \mathbf{p}_{max_{ev}} \\ \mathbf{c}_{max_u} - \mathbf{c}_{ini_u} \\ \mathbf{c}_{ini_u} \\ \mathbf{c}_{max_d} - \mathbf{c}_{ini_d} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{r}_{n,t}, \mathbf{s}_{n,t}, \mathbf{y} \geq 0$$

La matrice \mathbf{A}_{ev} est la même matrice \mathbf{A} en éliminant les colonnes correspondant aux nœuds sans PHEV. Matrice \mathbf{I}_{ev} est une matrice identité avec des dimensions correspondant au nombre de colonnes de la matrice \mathbf{A}_{ev} . La matrice $\mathbf{B}_{u_{ev}}$ est la même matrice \mathbf{B}_u en éliminant les colonnes et les lignes correspondant aux nœuds sans PHEV. La matrice $\mathbf{B}_{d_{ev}}$ est identique à la matrice \mathbf{B}_d en éliminant les colonnes et les lignes correspondant aux nœuds sans PHEV. Dans le vecteur de coûts, \mathbf{k} a des informations du tarif à chaque instant de la période de chargement.

5. Résultats

Pour tester, un modèle de réseau est illustré dans la figure 2. Il s'agit d'un réseau résidentiel avec 8 nœuds, chacun correspondant à une maison. 3 PHEVs sont supposés d'être connectés pendant la période de chargement. Ils sont connectés sur les nœuds remarquables.

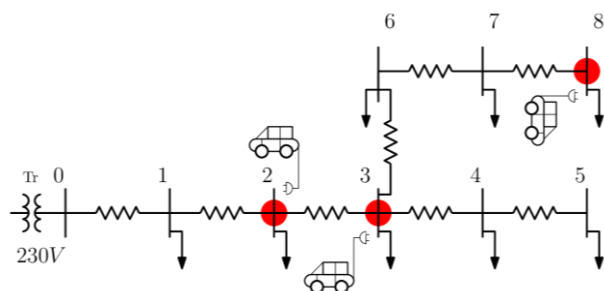


Figure 2 : Réseau radial proposé afin de tester la stratégie.

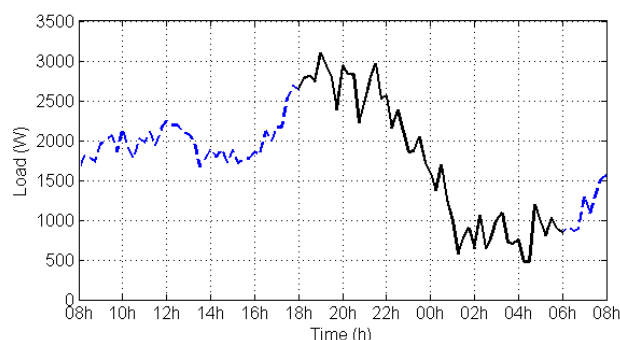


Figure 3 : Un échantillon de courbe de charge correspondant à la consommation d'une maison pendant 24 heures. Le segment continu correspond à la période de chargement choisie.

Un échantillon d'une courbe de charge de 24 heures est montré dans la figure 3. Ce profil de charge est utilisé comme une base pour chaque maison sur le réseau. En outre, différentes valeurs de charge aléatoire (entre -25% et +25% de la charge minimale dans le profil de charge) sont ajoutées à chaque nœud et à chaque moment. Le segment continu de la courbe correspond à la période de chargement, entre 18h et 06h. La tension au nœud du transformateur est de 230V. Les chargeurs sont limités à une puissance d'entrée/sortie maximale de ± 3 kW. Les batteries ont une capacité nominale de 20 kWh, mais elles sont utilisées seulement à 80% de leur capacité (16kWh) pour réduire l'impact sur l'état de santé.

Les paramètres des lignes du réseau sont énumérés dans tableau 1. Deux cas sont évalués. Dans le premier cas, les courbes de charge ne provoquent pas de violation aux limites de tension sans considérer PHEV connectés au réseau (comme il peut être vu dans la figure 4). Cette figure montre les courbes de tension à chaque nœud pendant la période de chargement, sans aucune PHEV connecté. Il est possible de voir chaque profil de tension qui subsiste entre 0.9p.u. et 1p.u. pendant cette période.

Le deuxième cas a une légère variation de la valeur résistive de deux lignes par rapport au premier cas. Toutefois, cette modification est suffisante pour causer violations des limites de tension à certain nœuds et à certain instants de demande pic, même sans PHEVs connectés. Dans ce cas, les courbes de tension à chaque nœud et à chaque instant (sans PHEV) sont présentées dans la figure 5.

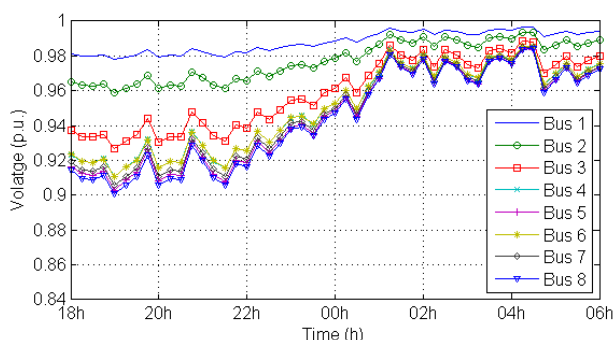


Figure 4 : Courbes de tension pour le cas de test 1 sans PHEVs connectés. Les courbes ne mettent pas en évidence des problèmes de tension.

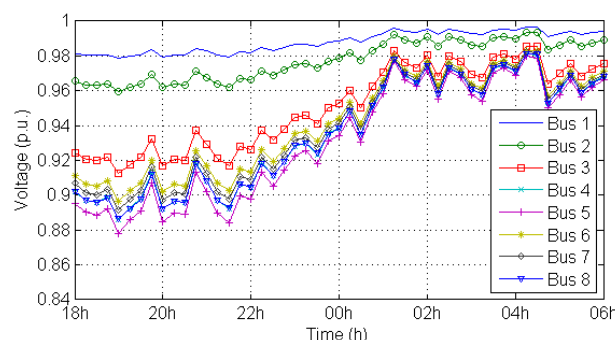


Figure 5 : Courbes de tension pour le cas de test 2 sans PHEV connectés. Certaines courbes dépassent les limites de sécurité établies.

Tableau 1. Paramètres des lignes du réseau de test

Ligne	du Nœud	0	1	2	3	4	3	6	7
	au Nœud	1	2	3	4	5	6	7	8
Cas 1		0.05Ω	0.05Ω	0.10Ω	0.15Ω	0.15Ω	0.10Ω	0.05Ω	0.10Ω
Cas 2		0.05Ω	0.05Ω	0.15Ω	0.25Ω	0.15Ω	0.10Ω	0.05Ω	0.10Ω

Les trois PHEVs sont supposés d'avoir un certain état initial de charge: 10%, 5% et 50% de l'état de charge maximal pour le premier, deuxième et troisième PHEV respectivement.

5.1 PHEVs sans gestion de charge – Réseau Cas 1

Lorsque les PHEVs sont connectés au réseau sans aucune gestion de charge, les chargeurs sont censés à consommer la puissance d'entrée maximale pour charger les batteries aussi vite que possible. Lorsque les batteries sont complètement chargées, le chargeur correspondant coupe la consommation d'énergie. La figure 6(a) montre les courbes de consommation d'énergie décrites précédemment. Dans ce scénario, la puissance consommée pour recharger les PHEVs (3kW pendant 4.5h pour le premier PHEV, 4.75h pour le deuxième PHEV et 2.25h pour le troisième PHEV) coïncide avec les heures de demande pic de puissance des maisons. La figure 6(b) montre les états de charge correspondants. Comme on peut le voir, les batteries sont entièrement rechargées en un peu plus d'un tiers du temps disponible pour la période de chargement.

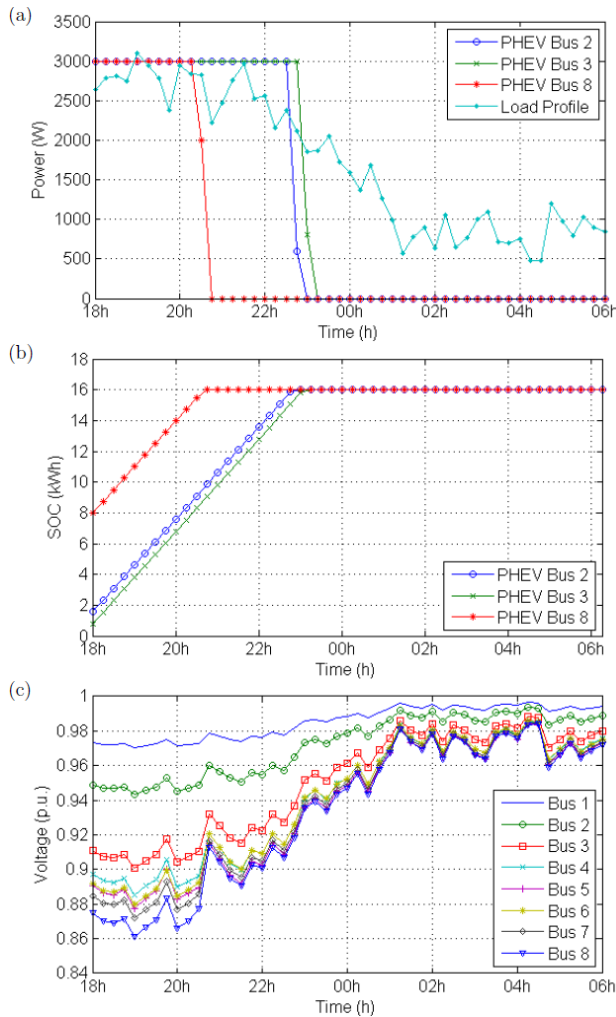


Figure 6 : Courbes de consommation de puissance des PHEVs, courbes d'état de charge de batteries, et courbes de tensions pour le cas 1 sans gestion de charge.

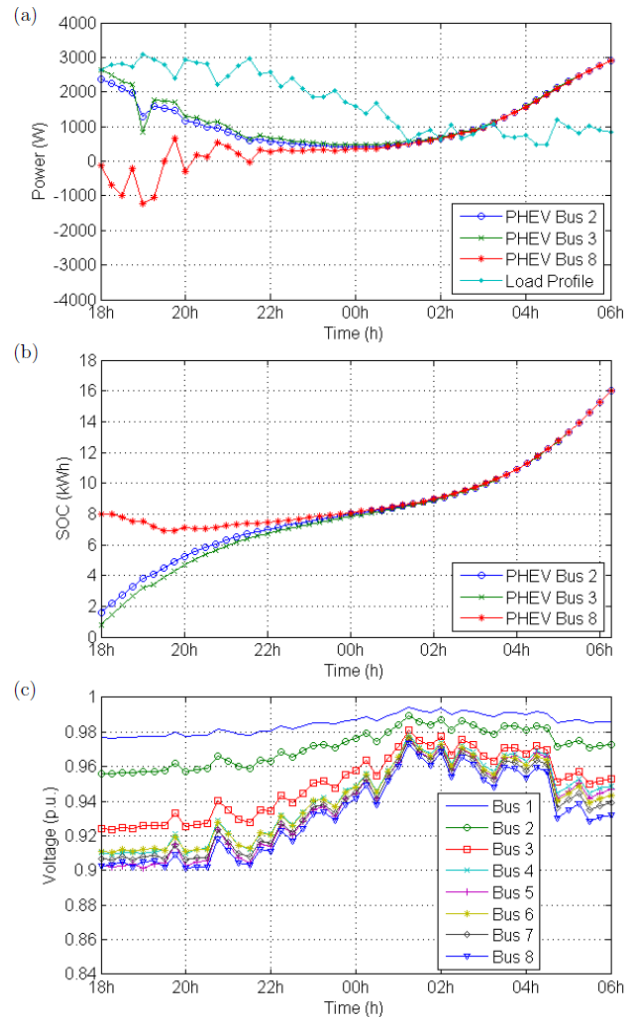


Figure 7 : Courbes de consommation de puissance des PHEVs, courbes d'état de charge de batteries, et courbes de tensions pour le cas 1 avec gestion de charge.

Pour chaque nœud, les profils de tension résultants peuvent être vus dans la figure 6(c). En comparant avec les courbes de tension sans PHEV, montrées dans la figure 4, on peut voir que les nœuds 4-8 descendent en dessous de la limite de sécurité établie (0.9 p.u.) entre 18h et 21h45 en raison de la consommation d'énergie élevée. Si ces conditions sont appliquées à l'analyse du cas 2, il est possible de conclure que la consommation de puissance de PHEVs va forcer les courbes de tension à tomber encore plus que celles des figures 5 et 6(c).

Dans ce cas, un tarif fictif unique est considéré : 1€/kWh. Le coût résultant de recharger les PHEVs est de 37.6€. Ce coût est proportionnel à la quantité totale d'énergie nécessaire pour recharger les batteries, qui est 37.6kWh (correspondant à 90%, 95% et 50% de 16kWh).

5.2 PHEVs avec gestion de charge – Réseau Cas 1 – Tarif Unique

L'application de la stratégie d'optimisation pour le premier scénario se traduit en les profils de consommation de puissance de la figure 7(a). En conséquence, la consommation d'énergie est redistribuée au cours de la période de chargement entier. Il est important de souligner que la consommation en général est plus grande pendant les heures de faible demande. Aussi, il est important de noter que pendant les heures de demande pic, le PHEV le plus initialement

chargé injecte l'énergie au réseau afin de compenser la consommation des autres PHEVs et de maintenir les tensions dans les limites de sécurité. Les profils de l'état de charge sont montrés dans la figure 7(b). On peut voir que, à la fin de la période de chargement, les batteries sont entièrement rechargées. Les profils de tension correspondant à chaque nœud sont maintenus dans les limites souhaitées, même dans les heures de demande pic, comme il est indiqué sur la figure 7(c).

Dans ce cas, le même tarif fictif unique est considéré: 1€/kWh. Le coût optimal de la charge des PHEVs est aussi 37.6€ comme dans le cas sous-optimal. Le coût est le même parce que la quantité totale d'énergie nécessaire pour recharger complètement les véhicules hybrides rechargeables est encore 37.6 kWh.

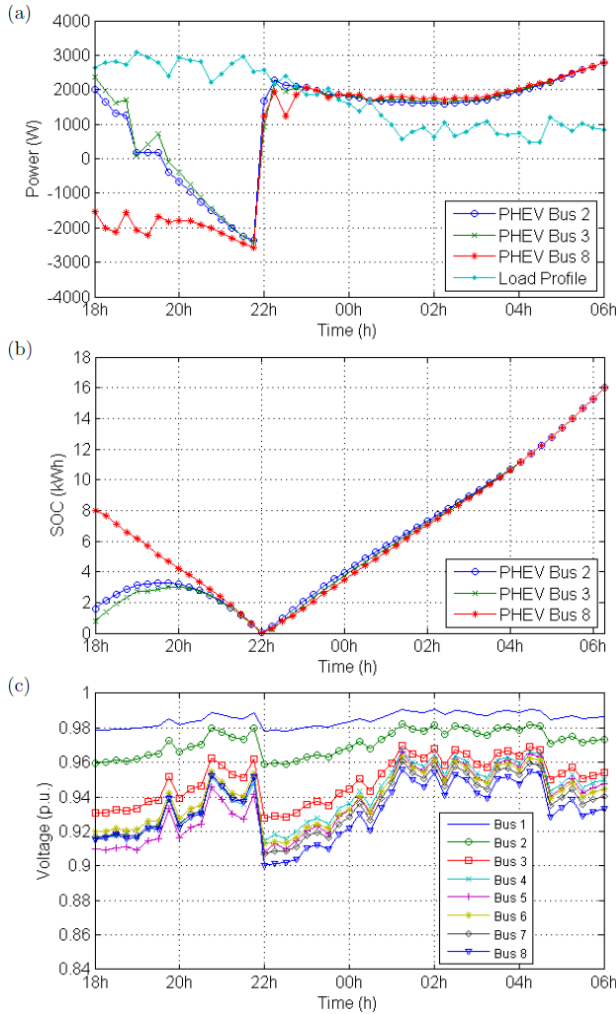


Figure 8 : Courbes de consommation de puissance des PHEVs, courbes d'état de charge de batteries, et courbes de tensions pour le cas 1 avec gestion de charge et deux tarifs.

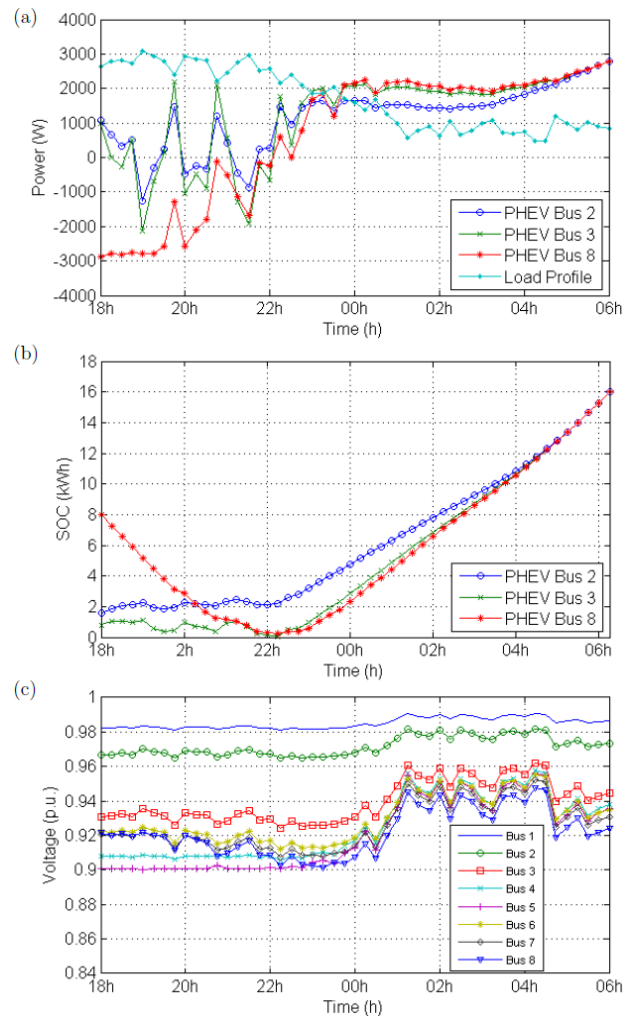


Figure 9 : Courbes de consommation de puissance des PHEVs, courbes d'état de charge de batteries, et courbes de tensions pour le cas 2 avec gestion de charge.

5.3 PHEVs avec gestion de charge – Réseau Cas 1 – Deux tarifs

Maintenant, considérons deux tarifs: 1.5€/kWh pendant 18h-22h, et 1€/kWh pendant 22h-06h. Dans le cas sous-optimal, la consommation est concentrée pendant l'intervalle de prix élevé. En conséquence, le coût de la charge des PHEVs sans aucune gestion est de 53.6€.

L'application de la stratégie d'optimisation dans le cas avec deux tarifs se traduit en les courbes de consommation de puissance de la figure 8(a). La consommation d'énergie est également redistribuée au cours de la période de chargement entier. Néanmoins, les PHEVs tentent maintenant de vendre autant de leur SOC initial que possible pendant les heures de prix haut, afin de réduire le coût de recharge de leurs batteries. Cela peut être confirmé dans les courbes de SOC de la figure 8(b). Bien que le premier et deuxième PHEV chargent leurs batteries au début de la période de chargement, à la fin des heures de prix haut les trois PHEVs sont complètement déchargées. Ils vendent leur énergie initiale et pendant les heures de prix bas, ils rechargent leurs batteries complètement. Comme il est nécessaire, les profils de tension

correspondant à chaque nœud sont maintenus dans les limites souhaitées, même pendant les heures de demande pic, comme il est indiqué sur la figure 8(c).

Le coût optimal de la charge des PHEVs est maintenant réduit à 32.4€. Ce coût correspond au coût de recharger complètement les batteries pendant les heures de prix bas ($3 \times 16 \text{ kWh} \times 1 \text{ €/kWh} = 48.0 \text{ €}$), moins les bénéfices obtenus de la vente de l'énergie initiale stockée dans les batteries pendant les heures de prix haut ($16 \text{ kWh} \times 0.65 \times 1.5 \text{ €/kWh} = 15.6 \text{ €}$).

5.4 PHEVs avec gestion de charge – Réseau Cas 2

En supposant de nouveau un tarif unique, le deuxième cas est évalué. Dans ce cas, les profils de tension ne respectent pas les limites de sécurité dans le temps de demande pic, même sans PHEVs. Sachant que les heures de demande pic coïncident avec le début de la période de chargement, si les véhicules hybrides rechargeables n'ont pas certaine énergie initiale stockée dans leurs batteries, les contraintes de support de tension ne peuvent pas être respectées et il n'y a aucune solution possible pour le problème de programmation linéaire. La quantité initiale d'énergie nécessaire est d'une certaine manière proportionnelle à l'écart entre les tensions et les limites souhaitées.

Si le niveau initial d'énergie disponible dans les batteries est suffisant, les PHEVs peuvent fournir le service de support à la tension du réseau en injectant cette énergie et en compensant la consommation résidentielle. La figure 5 montre que sans les PHEVs, les nœuds 4-8 descendent leurs tensions en dessous des limites de sécurité établies.

L'application de la stratégie d'optimisation se traduit en les profils de consommation de puissance de la figure 9(a) et les courbes des états de charge de la figure 9(b). Ici, le PHEV le plus initialement chargé injecte l'énergie au réseau pendant les heures de demande pic, presque jusqu'à ce qu'il soit complètement déchargée. Pendant ce temps, les autres véhicules chargent et déchargent les batteries. Après 22h lorsque la demande commence à diminuer, les PHEVs commencent à consommer de l'énergie jusqu'à ce qu'ils soient complètement chargés. Il est important de noter que le problème des tensions initiales du réseau est résolu à chaque nœud, comme on peut le voir dans la figure 9(c).

Dans ce cas, le coût est encore 37.6€ comme dans le cas 1, car la quantité totale d'énergie nécessaire pour recharger complètement les batteries est encore 37.6 kWh.

6. Remerciements

Ce travail a été réalisé au sein de l'équipe « SYREL » au G2ELab, et a été dirigé par le professeur Seddik Bacha et le Dr Ahmad Hably du laboratoire GIPSA-Lab (Grenoble Image Parole Signal et Automatique). Le travail a été financé par une bourse ARC Energies de la Région Rhône Alpes.

7. Conclusion

Ce papier présente une approche linéaire pour calculer les tensions sur un réseau résidentiel basé sur la charge instantanée des résidences et la consommation/injection instantanée des PHEVs. Sur la base de une modélisation linéaire, le papier propose une programmation linéaire pour gérer la chargement de plusieurs PHEVs dans le réseau résidentiel. En outre, la stratégie proposée utilise la capacité de stockage d'énergie des PHEVs afin de fournir un service de support de tension au réseau. Le schéma proposé est évaluée pour plusieurs cas afin de tester sa performance à maintenir les tensions dans les limites de sécurité et fournir des stratégie optimales de consommation/injection de puissance.

D'autres tests peuvent être envisagées à l'avenir: L'inclusion d'une différenciation entre les prix de vente de l'énergie et le prix d'achat; l'analyse des conditions stochastiques pour les prix ou les courbes de charge résidentielle.

Références

- [1] H. Turker, S. Bacha, and D. Chatroux, "Impact of plug-in hybrid electric vehicles (phevs) on the french electric grid," in 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), Oct 2010, pp. 1–8.
- [2] H. Turker, S. Bacha, D. Chatroux, and A. Hably, "Low-voltage transformer loss-of-life assessments for a high penetration of plug-in hybrid electric vehicles (phevs)," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 27, no. 3, pp. 1323–1331, July 2012.
- [3] B.-G. Kim, S. Ren, M. van der Schaar, and J.-W. Lee, "Bidirectional energy trading and residential load scheduling with electric vehicles in the smart grid," IEEE Journal on Selected Areas in Communications, vol. 31, no. 7, pp. 1219–1234, July 2013.
- [4] H. K. Nguyen and J. B. Song, "Optimal charging and discharging for multiple phevs with demand side anagement in vehicle-to-building," Journal of Communications and Networks, vol. 14, no. 6, pp. 662–671, Dec 2012.

- [5] R. Couillet, S. Perlaza, H. Tembine, and M. Debbah, “Electrical vehicles in the smart grid: A mean field game analysis,” *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, vol. 30, no. 6, pp. 1086–1096, July 2012.
- [6] H. Turker, S. Bacha, and A. Hably, “Rule-based charging of plugin electric vehicles (pevs): Impacts on the aging rate of low-voltage transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, 2014.
- [7] K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen, “The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 371–380, Feb 2010.
- [8] K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen, “The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 1, pp. 185 – 192, 2011.